Mariusz Mazur
Instytut Energetyki – Instytut Badawczy, 01-330 Warszawa, Mory 8
Oddział Gdańsk

Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1

Rotating electrical machines – Study Committee A1

W artykule omówiono 26 referatów zaprezentowanych w ramach Komitetu Studiów A1 CIGRE *Elektryczne maszyny wirujące*. Spośród referatów wybrano i dokładniej przedstawiono referaty poświęcone nowoczesnym i innowacyjnym rozwiązaniom technicznym. W tematyce referatów wyraźne można zauważyć tendencę zmian w podejściu do generacji; to znaczy odejścia od tematyki tradycyjnych turbogeneratorów, związanych z turbinami parowymi zasilanymi węglem. Tematyka wielu referatów zawierała propozycję zapewnienia większej elastyczności pracy maszyn synchronicznych, jako odpowiedź na nowe potrzeby systemowe, nie tylko ograniczające się do dostarczania energii elektrycznej, ale także zapewnienie usług systemowych, potrzebnych w dobie dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej. Szczególnie ciekawe były prezentacje zastosowań kompensatorów synchronicznych, które coraz częściej stają się kluczowym elementem umożliwiającym bezpieczną pracę systemów elektroenergetycznych.

Słowa kluczowe: elektryczne maszyny wirujące, kompensatory synchroniczne, energetyka odnawialna, bezpieczna praca systemów elektroenergetycznych

Discussed are 26 papers presented within the Study Committee A1 CIGRE *Rotating electrical machines*. From amongst these papers selected and described in more details were the ones which had been dedicated to new and innovative technical solutions. In topics of the papers a trend can be seen towards the changes in an attitude to electric power generation – moving away from turbogenerators traditionally attached to coalfuelled steam turbines. Subject matters of many papers included the proposal to ensure higher flexibility of synchronous machines in response to new system requirements, meaning not only energy supply but also provision of system services in the era of dynamic renewable energy sector development. Especially interesting were presentations concerning application of synchronous compensators which are increasingly becoming the key element enabling safe operation of electric power systems.

Keywords: rotating electrical machines, synchronous compensators, renewable energy sector, safe operation of electric power systems

Informacje ogólne

Komitet A1 Elektryczne maszyny wirujące[1] jest jednym z trzech komitetów grupy A, zajmujących się urządzeniami pracujących w systemach elektroenergetycznych. Komitet A1 zajmuje się promowaniem i rozwijaniem postępu technicznego, międzynarodowej wymiany doświadczeń i wiedzy oraz opracowywaniem zaleceń i standardów w dziedzinie maszyn elektrycznych.

Informacje wstępne

Referaty zgłaszane do Komitetu A1 48. sesji CIGRE zakwalifikowane zostały do jednego z trzech tematów preferowanych (PS). Wykaz tematów preferowanych wraz z liczbą zgłoszonych artykułów został zamieszczony w tabeli 1. Podczas sesji CIGRE 2020 dokonano prezentacji 26 referatów w ramach Komitetu A1. W ostatniej kolumnie tabeli zamieszczono identyfikator referatu. Pierwsza cyfra po identyfikatorze Komitetu pozwala na identyfikację tematu preferowanego 1, 2 lub 3, do którego dany artykuł został przyporządkowany. Odwołując się do referatów zachowano oryginalną numerację, tj. liczbę wyróżnioną kolorem niebieskim.

Tabela 1

Tematy preferowane referatów zgłoszonych w obszarze działalności Komitetu A1 na 48. sesję CIGRE

Symbol	Temat preferowany	Liczba artykułów	Identyfikator
PS1	Przyszłość jednostek wytwórczych[2]	2	A1-1xx
PS2	Zarządzanie zasobami maszyn elektrycznych[3]	13	A1-2xx
PS3	Doświadczenia w eksploatacji oraz rozwój maszyn elektrycznych[4]	11	A1-3xx

Ponieważ w ramach Komitetu zaprezentowano jedynie 26 referatów, w niniejszym artykule odniesiono się do wszystkich z nich, dokładniej zaprezentowano jednak referaty najciekawsze – zdaniem autora artykułu.

[1] ang.: *Rotating electrical machines*

[2] ang.: *Generation Mix of the Future*

[3] ang.: *Asset Management of Electrical Machines*

[4] ang.: *Developments of Rotating Electrical Machines and Operational Experience*

PS1. Przyszłość jednostek wytwórczych

W ramach tematu PS1 zaprezentowane zostały dwa referaty opisujące problemy występujące w systemach elektroenergetycznych z dużą liczbą generacji odnawialnej. Przedstawiają one odmienne podejścia; w pierwszym referacie przedstawiona została wizjonerska przyszłość systemu pracującego z praktycznie zerową inercją, bez generacji synchronicznej, na zupełnie nowych, dostosowanych do nowych warunków zasadach. W drugim referacie przedstawiono propozycje utrzymania wymaganej inercji i mocy zwarciowej w systemie z dużą liczbą generacji odnawialnej, poprzez zastosowanie urządzeń zapewniających utrzymanie tych parametrów na odpowiednim poziomie.

Pierwszy przedstawiany w ramach PS1 referat [A1-101] sygnalizuje potrzebę zmiany tradycyjnego podejścia do pracy systemu elektroenergetycznego, opartego do tej pory na dużych jednostkach synchronicznych, zapewniających inercję oraz moc zwarciową. W artykule, w związku ze zmianami w strukturze generacji, postuluje się zmianę filozofii i praktyki dotyczącej sterowania systemem oraz stosowanych funkcji zabezpieczeniowych. Przekształtniki źródeł odnawialnych współdziałają z systemem w nieco inny sposób niż maszyny synchroniczne, różnice są widoczne szczególnie w przypadku reakcji na wszelkiego typu zakłócenia sieciowe. Konieczna jest zatem, zdaniem autora, zmiana podstawowych założeń dotyczących pracy systemów o nowej strukturze generacji.

Nowoczesne techniki komunikacji oraz przetwarzania danych umożliwiają wypracowanie nowych alternatywnych układów sterowania, które poprzez inteligentne oddziaływanie na generację i sterowanie siecią, z aktywnym wykorzystaniem kontroli popytu, umożliwią ewolucję źródeł wytwórczych na generacje oparte na przekształtnikach współpracujących z odnawialnymi źródłami energii.

Główną różnicą między technologią opartą na przekształtniku a maszynami synchronicznymi jest możliwość śledzenia częstotliwości systemu. Falownik może kontrolować ilość generowanej mocy czynnej i biernej, a tym samym zapewnić bardziej inteligentny udział w regulacji częstotliwości i napięcia. Zmniejszy się inercja systemu elektroenergetycznego, ponieważ generacja oparta na przekształtnikach zastąpi generatory synchroniczne. Zwiększy to ryzyko niestabilności z powodu zmian obciążenia i/lub generacji, ponieważ system stanie się mniej odporny na te zmiany. Rezultatem będą większe odchyłki częstotliwości i mniejszy margines częstotliwości, z jakim jednostki wytwórcze mogą pracować w trybie generacji mocy.

W referacie rozważano możliwy system o zerowej inercji, w takim wypadku potrzebne będą bardziej wyrafinowane metody sterowania częstotliwością i napięciem. Obecnie stosowane w systemach o niskiej inercji systemy pomiarów obszarowych mogą być niewystarczające. Częstotliwość w systemach bezinercyjnych to wartość mierzona przez układ sterowania falownika, do którego falownik będzie się dostrajać i odpowiednio zmieniać dostarczaną moc. Problem w tym, że obecne układy sterowania przekształtników zostały opracowane w taki sposób, że opierają się na inercji sieci, jedynie maksymalizując produkowaną energię. Zdaniem autora należy zmienić to podejście, dostosowując nowe wymagania sieciowe do generacji opartej wyłącznie na przekształtnikach.

Większość współczesnych urządzeń odbiorczych podłączonych do sieci wyposażona jest w zasilacze impulsowe, dla których parametry zasilania, takie jak częstotliwość i napięcie nie mają znaczenia. Obecnie dopuszczalne odchyłki częstotliwości w Europie to ±0,8 Hz, podczas gdy w Australii ±1 Hz, a na Tasmanii ±2 Hz. Zatem możliwe jest dopuszczenie większych odchyłek, które i tak nie będą zauważalne przez odbiorców energii elektrycznej.

W przypadku zwarć w systemie opartym na maszynach synchronicznych wytwarzany jest duży prąd zwarciowy, jest on łatwy do wykrycia przez dotychczasowe systemy zabezpieczeń. Inaczej jest w wypadku przekształtnika, systemy zabezpieczeń przyszłości w większym stopniu powinny się opierać na zabezpieczeniach różnicowych i impedancyjnych, a także wykorzystywać informację pobierane bezpośrednio z układów sterowania przekształtnika. Zaletą przekształtników jest ich dużo większa odporność na niesymetrię niż ma to miejsce w przypadku generacji synchronicznej, zwłaszcza przez dłuższy czas; powinno być to uwzględnione zarówno w zabezpieczeniach jak i w systemach sterowania.

Na końcu artykułu autor powołuje się na doświadczenia Południowej Australii, gdzie przy niedużej liczbie generacji synchronicznej zapewniono właściwe sterowanie systemem w zakresie napięć i częstotliwości. Stabilność systemu zapewniono poprzez właściwe parametry pętli fazowych PLL, układów sterowania falowników. Koordynacja i modelowanie parametrów przekształtników w układach generacji odnawialnej jest równie ważne jak dotychczasowe parametry układów wzbudzenia i stabilizatorów systemowych maszyn synchronicznych.

Zdaniem autora konieczne jest odejście od dotychczasowego podejścia do sterowania systemem opartym na maszynach synchronicznych. System elektroenergetyczny ewoluował będzie w kierunku generacji opartej na przekształtnikach. Zmiana podejścia do metod sterowania napięciem i częstotliwością oraz działania zabezpieczeń, przy jednoczesnym wykorzystaniu inteligentnego sterowania odbiorcami, umożliwi pracę systemu elektroenergetycznego praktycznie bez generacji synchronicznej. System przyszłości będzie zasadniczo różnił się od obecnego w zakresie zdolności i elastyczności w dostawach energii elektrycznej.

Pozostaje wiele wyzwań, jednak im szybciej zostanie przyjęty nowy paradygmat w zakresie sterowania systemem, tym szybciej będą mogły zostać wykorzystane możliwości przekształtników, bez konieczności odwzorowywania przez nie działania maszyn synchronicznych, a więc wytwarzania obecnie wymaganego poziomu inercji i mocy zwarciowej.

Kolejnym referatem [A1-102] przedstawionym w ramach PS1 był referat analizujący korzyści wynikające ze stosowania kompensatorów synchronicznych w systemach z dużą ilością generacji odnawialnej.

Tabela 2

Porównanie kompensatorów synchronicznych ze STATCOMEm i SVC

Wyszczególnienie	Kompensator synchroniczny SC	STATCOM	SVC
Funkcjonalności: dodatkowe usługi sieciowe			
Synchroniczna inercja: • stabilizacja częstotliwości sieci	tak inercja generatora może być zwiększona poprzez koło zamachowe	nie tak, jeżeli STATCOM jest wyposażony w magazyn z odpowiednią pętlą regulacji	nie
Dynamiczna regulacja mocy biernej: • optymalizacja mocy transmitowanej przez linie transmisyjne, • poprawa regulacji mocy (mniejsza czułość na zmiany P i Q w linii)	tak regulacja mocy biernej	tak regulacja mocy biernej	tak regulacja mocy biernej
Moce zwarciowe: • zwiększenie mocy zwarciowej • właściwe działanie zabezpieczeń impedancyjnych i nadprądowych • poprawa jakości energii	bardzo duże	bardzo ograniczone niemożliwe przeciążenia stosownie do parametrów przekształtnika	bardzo ograniczone niemożliwe przeciążenia stosownie do parametrów energoelektroniki
Właściwości techniczne			
Szybkość odpowiedzi na zmiany częstotliwości	natychmiastowa prawdziwa wirująca inercja	brak tak, jeżeli STATCOM jest wyposażony w magazyn z odpowiednią pętlą regulacji	brak
Szybkość odpowiedzi na zmiany napięcia	szybka stosownie do właściwości generatora i układu wzbudzenia	szybka użycie szybkich falowników	średnia opóźnienie wynika z elementów łączeniowych
Zdolność przeciążenia	tak 200% 12,5 s	nie możliwe przewymiarowanie energoelektroniki	nie możliwe przewymiarowanie energoelektroniki
Typowy współczynnik strat n = straty/(znamionowa MVA)	straty pełnego obciążenia ~1,5%	straty pełnego obciążenia ~1,%	straty pełnego obciążenia ~1,%
Dostępność	średnia ~99% części wirujące	wysoka tylko urządzenie statyczne	wysoka tylko urządzenie statyczne
Koszty			
CAPEX dla regulacji częstotliwości	niski	brak wsparcia regulacji częstotliwości lub bardzo wysoki dla STATCOMu wyposażonego w magazyn	brak wsparcia regulacji częstotliwości
CAPEX dla regulacji napięcia	średni	średni	niski
OPEX	niski	niski wysoki dla STATCOMu wyposażonego w magazyn z uwagi na czas życia baterii	niski
Inne			
Zajmowany obszar	kompaktowy	średni	duży
Dostępność rozwiązania	dostępne	dostępne ryzyko zestarzenia się rozwiązania z uwagi na szybki rozwój technologii	dostępne
Instalacja	na zewnątrz	częściowo na zewnątrz, częściowo wewnątrz	częściowo na zewnątrz, częściowo wewnątrz
Czas życia	40 lat	30 lat	40 lat

Celem referatu jest podkreślenie, że kompensatory synchroniczne będą odgrywać kluczową rolę, zapewniającą stabilność przyszłych sieci elektroenergetycznych wykorzystujących odnawialne źródłach energii. W referacie przedstawiono wymagania dla systemów energetycznych, które można spełnić przez zastosowanie kompensatorów synchronicznych (SC), takich jak: zapewnienie właściwej inercji, dostarczenie mocy biernej oraz zapewnienie mocy zwarciowej.

Następnie, na podstawie symulacji typowego modelu systemu IEEE, pokazano możliwości stabilnej pracy systemu, przy bardzo dużym udziale energii odnawialnej. Warunkiem stabilnej pracy było jednak wyposażenie systemu modelowego w odpowiednie środki zapewniające utrzymanie właściwych parametrów systemu: kompensatory synchroniczne (SC) i systemy magazynowania energii akumulatorowej (BESS). W referacie porównano cechy SC (maszyn wirujących) z rozwiązaniami statycznymi, zapewniającymi podobne funkcje: statycznymi kompensatorami mocy biernej (SVC) i statycznymi kompensatorami synchronicznymi (STATCOM). Główne zalety kompensatorów synchronicznych to:

- można je wyposażyć w dodatkowe masy wirujące (koła zamachowe) w celu znacznego zwiększenia ich momentu bezwładności, przy bardzo rozsądnych kosztach;
- tylko one zapewniają dużą moc zwarciową.

W referacie zawarto szczegółowe porównanie techniczno-ekonomiczne pomiędzy SC i STATCOM wyposażonymi w BESS dla podobnych usług sieciowych. Główne wnioski to:

- obie technologie mogą zapewnić zwiększenie inercji, ale obecnie BESS są znacznie droższe i osiągnięcie podobnych inercji jest praktycznie niemożliwe;
- SC zapewnia usługi regulacji napięcia i prądu zwarciowego, jednocześnie będąc rozwiązaniem bardziej ekonomicznym;
- zaletą BESS jest ich zdolność do świadczenia usług regulacji częstotliwości i bilansowania energii, których SC nie może zapewnić.

W referacie podkreślono możliwości wykorzystania hydrogeneratorów jako kompensatorów synchronicznych oraz możliwości przekształcenia istniejących konwencjonalnych elektrociepłowni na kompensatory synchroniczne. Te dwa rozwiązania są, zdaniem autora, zwykle szybkie i łatwe do wdrożenia oraz pozwalają obniżyć koszty wdrażania nowych jednostek SC. Warunkiem niskich kosztów jest jednak dobry stan techniczny generatora, wraz z instalacjami pomocniczymi, przed rozpoczęciem procesu transformacji na SC.

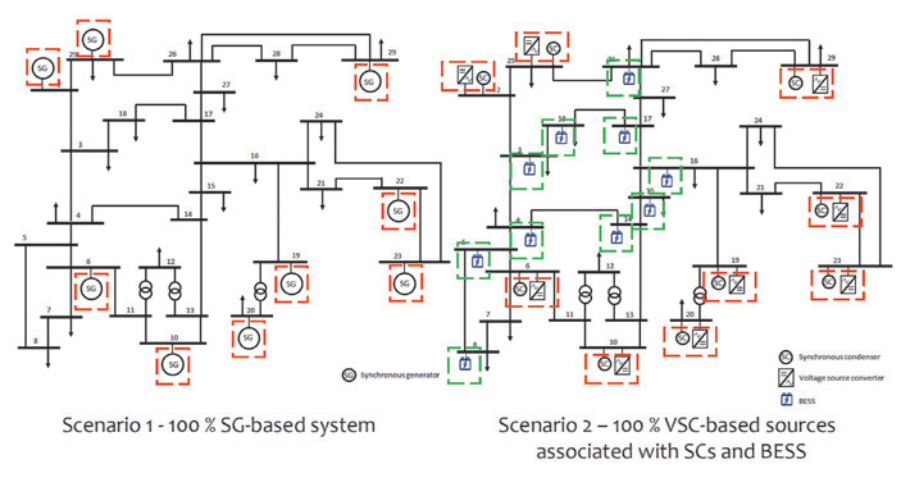
W dalszej części referatu przedstawiono wyniki symulacji w programie EMT, na przykładzie typowego modelu sieci. Pokazano możliwość stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego o bardzo wysokim udziale źródeł napięcia (VSC), dzięki zastosowaniu kompensatorów synchronicznych (SC) i akumulatorowych systemów magazynowania energii (BESS). Każde z tych urządzeń ma określoną rolę: SC są odpowiedzialne za zapewnienie właściwej inercji, zdolności napięciowej i prądu zwarciowego, podczas gdy BESS są użyte w celu zapewnienia usługi szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej. Sieć testowa została zaadaptowana z systemu IEEE składającego się z 39 węzłów.

Rysunek 1 przedstawia model badanego systemu, który był używany do symulacji EMT. Dla uproszczenia usunięto równoważny generator systemu nowojorskiego (oryginalnie występującego w badanym modelu IEEE), dlatego w modelu reprezentowanych jest tylko 9 generatorów systemu Nowej Anglii.

Jak pokazano na rysunku 1, scenariusz 2 został zamodelowany poprzez zastąpienie wszystkich generatorów synchronicznych źródłami opartymi na VSC (jednostka wytwórcza oparta na przekształtniku napięciowym), związanymi z kompensatorami synchronicznymi SC (kompensator synchroniczny) i BESS (magazyn energii). Topologia sieci, parametry linii AC i charakterystyki obciążeń są takie same jak w scenariuszu 1. Zastąpienie generatorów synchronicznych (SG) przez VSC i SC opiera się na następujących założeniach:

- VSC mają taką samą moc znamionową jak SG i zapewniają te same początkowe moce czynne i bierne (P0, Q0),
- VSC są sterowane w trybie zasilania sieciowego: VSC synchronizuje się z siecią i podaje prąd, którego amplituda i faza zależą od mocy czynnej i biernej,
- przyjmuje się, że napięcie szyny DC w VSC jest stałe.

VSC są powiązane z kompensatorami synchronicznymi (SC), które charakteryzują się niższą mocą znamionową i mniejszą stałą bezwładności w porównaniu z SG. W rezultacie bezwładność systemu jest mniejsza w tej konfiguracji. Jednakże SC są wyposażone w koło zamachowe, aby zapewnić teoretyczną wartość ROCOF



Rys. 1. System testowy 9-generatorowy Nowej Anglii

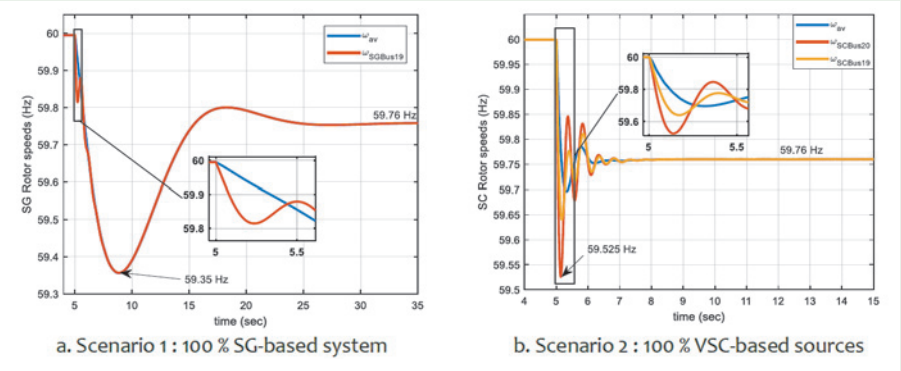
(szybkość zmiany częstotliwości) poniżej 2 Hz/s (mierzoną w odstępie czasu 500 ms). Ta wartość progowa mogłaby zostać wprowadzona do Europejskiego Kodeksu Sieciowego jako maksymalna wartość ROCOF. W Irlandii i Wielkiej Brytanii poziom ten jest lub będzie ustalony na 1 Hz/s (mierzony w odstępie czasu 500 ms).

VSC i SC są umieszczone w tych samych punktach połączeń co SG. Ważną rolę w tym badaniu odgrywają kompensatory synchroniczne: zapewniają inercję i prąd zwarciowy. SC są wyposażone w automatyczne regulatory napięcia (AVR) i pełnią funkcję pierwotnej kontroli napięcia (PVC). Początkowa moc bierna (Q0) zapewniana przez VSC i SC jest regulowana w celu uzyskania takich samych napięć szyn, jak w scenariuszu 1. BESS są podłączone do określonych węzłów sieci bez określonej strategii rozmieszczania. Są one połączone przez VSC, pracujące w trybie zasilania sieciowego. Zapewniają one ulepszoną kontrolę częstotliwości pierwotnej (PFC) poprzez funkcję szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej (FFR).

W trakcie badań symulacyjnych założono utratę jednostki wytwórczej powodującej utratę generacji ΔP o wielkości 10% łącznego obciążenia. Zatem teoretyczna, pozakłóceniowa częstotliwość może być obliczona zgodnie z zależnością:

$$F_0 - \frac{\Delta P}{K_{sys}} = 60\ Hz - \frac{500\ MW}{2000\ \frac{MW}{Hz}} = 59{,}75\ Hz$$

Przy czym K_{sys} jest stałą regulacji pierwotnej systemu, taką samą dla obu scenariuszy.



Rys. 2. Odpowiedź częstotliwościowa systemu na utratę generacji w węźle 20

Teoretyczna wartość ROCOF dla obu scenariuszy wynosi:

- ROCOF F1 = -0,59 HZ/s,
- ROCOF F2 = -1,82 HZ/s.

Symulacje EMT wykonano na modelu szczegółowego wprowadzając zakłócenie na węźle nr 20:

- w scenariuszu 1 wyłączając generator synchroniczny,
- w scenariuszu 2 wyłączając VSC.

Na rysunku 2 pokazano średnią prędkość maszyn synchronicznych oraz prędkość wirnika maszyny zlokalizowanej najbliżej zakłócenia. W obu scenariuszach zachowana była stabilność częstotliwościowa. Opierając się na średniej prędkości obliczono współczynnik ROCOF mierzony w oknie 500 ms, uzyskując wartości:

- ROCOF F1 = -0,29 HZ/s,
- ROCOF F2 = -0,54 HZ/s.

W obu przypadkach współczynnik ROCOF jest mniejszy niż obliczony teoretycznie. Wartość ROCOF w scenariuszu 2 jest dużo mniejsza niż teoretyczna dzięki szybkiej odpowiedzi magazynu energii BESS.

Tabela 3

Parametry systemu w obu scenariuszach

Wyszczególnienie	Scenariusz 1 – 100% SG	Scenariusz 2 – 100% VSC
Liczba generatorów synchronicznych	9	0
Liczba kompensatorów synchr. (270 MVA)	0	9
Liczba magazynów (50 MW)	0	10
Energia kinetyczna E_{sys}	≈ 28,2 GWs	≈ 8,4 GWs
Całkowita moc	≈ 5 GW	
Współczynnik K_{sys}	≈ 2 GW/Hz	

Wyniki symulacji pokazują możliwość pracy systemu z dużą ilością źródeł wytwórczych opartych na VSC dzięki współpracy z kompensatorami synchronicznymi oraz magazynami energii.

W końcowej części referatu zamieszczono analizę konwersji generatorów synchronicznych na kompensatory synchroniczne, co ma miejsce przy wycofywaniu z pracy bloków konwencjonalnych. Kompensatory te, przy wsparciu magazynów energii, są w stanie zapewnić bezpieczną pracę sieci o bardzo dużym nasyceniu generacją odnawialną, przyłączoną za pomocą przekształtników VSC.

PS2. Zarządzanie zasobami maszyn elektrycznych

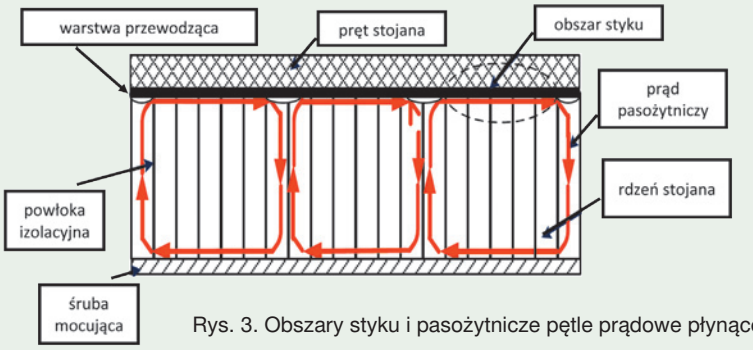
W referatach przypisanych do grupy tematycznej PS2 dominują tematy monitorowania bądź badania stanu izolacji stojanów generatorów synchronicznych. Ocena stanu izolacji stojana jest niewątpliwie jednym z najważniejszych aspektów utrzymania bloku energetycznego w sprawności, a niewłaściwy stan izolacji może doprowadzić do awarii i wyłączenia jednostki wytwórczej z eksploatacji przez wiele miesięcy, nie wspominając o samych kosztach naprawy urządzeń.

Prezentowane w ramach PS2 referaty w większości dotyczyły hydrogeneratorów. Cykl referatów związanych z tą tematyką rozpoczynał referat [201], poświęcony analizie wyładowań niezupełnych (PD) w prętach stojana spowodowanych wibracjami VS (Vibration Sparking). W artykule zbadano

proces rozwoju i poziomy degradacji erozji VS na powierzchni pręta wraz z czasem starzenia izolacji oraz czynnikami wpływającymi na erozję spowodowaną przez VS. Zaprezentowano przykłady pogorszenia się stanu izolacji i uszkodzeń spowodowanych przez VS w różnych warunkach. Zbadano także czynniki wpływające na powstawanie i narastanie zjawiska VS.

Aby powstały wyładowania niezupełne, wymagane jest silne pole elektryczne, nie jest ono jednak wymagane do powstania VS. Aby powstały VS muszą wystąpić dwa podstawowe warunki: jednym z nich jest obecność indukowanego pasożytniczego prądu płynącego wzdłuż przewodzącej warstwy pręta (w Polsce przyjęto, że pręt w żłobku ma ochronę przed PD – przewodzącą, a na czołach półprzewodzącą), a drugim jest wibracja tego pręta w szczelinie. Częstotliwość drgań jest dwukrotnie większa niż częstotliwość generatora. Na przykład częstotliwość drgań generatora 60 Hz wynosi 120 Hz. Kiedy występują VS, wibracje pręta powodują powtarzający się przerywany styk między prętem a rdzeniem stojana, tak jak łącznik z powtarzanymi czynnościami otwierania i zamykania, powoduje to wyładowanie niezupełne. Czynności przełączania powodują ciągłe przerywanie płynącego prądu pasożytniczego w miejscu styku. Prąd pasożytniczy jest generowany przez indukowane napięcie przyłożone do warstwy przewodzącej; zjawisko to pokazano na rysunku 3.

VS może poważnie uszkodzić warstwę przewodzącą pręta stojana. Prąd pasożytniczy płynący w warstwie przewodzącej jest określany przez rezystancję powierzchniową i napięcie indukowane na warstwie przewodzącej. Prąd pasożytniczy koncentruje się na krawędzi każdego obszaru styku w początkowej fazie erozji. Wyniki badań wskazują, że proces rozwoju erozji VS na powierzchni pręta miał trzy stopnie. Pierwszy stopień miał małą intensywność iskrzenia. Drugi stopień charakteryzował się dużą intensywnością wyładowań z dużym uszkodzeniem warstwy przewodzącej. Trzeci stopień charakteryzował się bardzo niską intensywnością wyładowań ze względu na nagromadzenie resztek węgla, które przerywały pasożytniczą pętlę prądową.



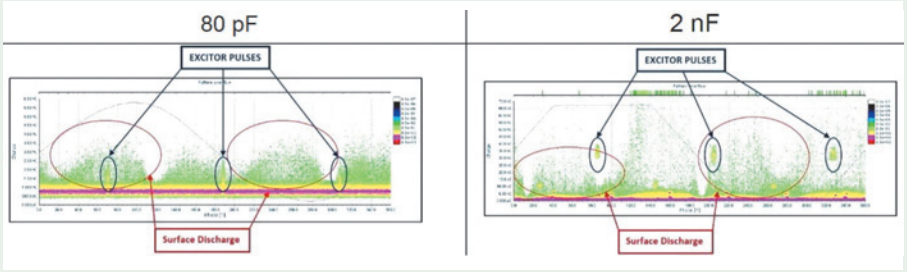
Rys. 3. Obszary styku i pasożytnicze pętle prądowe płynące w stojanie

Obszar erozji i rezystywność powierzchniowa pręta stojana zostały wykorzystane do oceny poziomów uszkodzeń na pręcie stojana, w różnych warunkach wytwarzania VS, takich jak: powierzchnia styku, prąd pasożytniczy i amplituda drgań. Po erozji VS na powierzchni pręta stojana znaleziono wiele pozostałości węgla. Erozja VS może prowadzić do rozkładu materiałów przewodzących i znacznie zwiększyć rezystywność warstwy przewodzącej.

Kolejny referat nawiązujący do tej tematyki [A1-203] zajmował się pomiarami wyładowań niezupełnych PD (partial discharges) przeprowadzonymi w czasie uruchomienia hydrogeneratora 611,1 MVA w *Belo Monte Hydroelectric Plant*; pomiary wykonano przy różnych obciążeniach oraz zarejestrowano wpływ nagrzewania się generatora na poziom PD. Zebrane pomiary w czasie uruchomienia stanowić będą referencyjne wyniki, wykorzystywane w czasie eksploatacji do oceny stanu izolacji generatora.

W referacie [A1-205] przedstawiono badania 50-letniego hydrogeneratora 13 kV/5 MVA w Norwegii. Charakterystyka wyładowań niezupełnych została przeprowadzona w trybie off-line, on-line oraz po wyłączeniu z eksploatacji na pojedynczych prętach stojana. Stwierdzono, że napięcie początkowe wyładowań niezupełnych (PDIV) jest niezależne od częstotliwości i podobne dla pojedynczych prętów stojana i pomiarów w elektrowni. Maksymalna amplituda wyładowań niezupełnych i częstotliwość powtarzania wzrastają wraz z częstotliwością. Wyniki te wskazują, że testy bardzo niskiej częstotliwości (very low frequency) VLF PD są obiecujące w ocenie stanu w zakresie wzorców PDIV i (wyładowań niezupełnych z rozdzielczością fazową) PRPD, ale należy zachować dużą ostrożność podczas porównywania innych parametrów przy VLF z konwencjonalnymi pomiarami 50 Hz PD. W związku z tym, aby ułatwić interpretację pomiarów, należy usystematyzować wiedzę opartą na zależnościach parametrów wyładowań niezupełnych, od częstotliwości w typowych wzorcach PRPD, dla popularnych źródeł używanych do badania wyładowań niezupełnych.

Podobna tematyka przedstawiona została w referacie [A1-209], w którym podano doświadczenia z pomiarów wyładowań niezupełnych koncernu *Tata* w Indiach. W referacie podkreślono ważność badań PD dla oceny stanu generatorów różnych mocy oraz przedstawiono wyniki pomiarów.



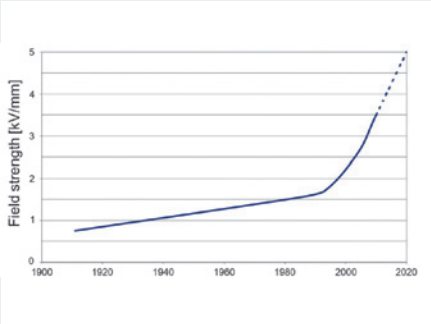
Rys. 4. Wyniki pomiarów PRPD z kondensatorami 80pF i 2nF w zakresie częstotliwości od 100 kHz do 500 kHz

W kolejnym referacie [A1-212] przedstawiono zastosowanie testów VLF PD do diagnostyki izolacji stojanów dużych hydrogeneratorów. Metoda VLF (VLF, very low frequency, zwykle oznaczająca częstotliwość 0,1 Hz) jest alternatywą dla testów DC stosowanych od lat 60. ubiegłego wieku. Rozkład napięcia w izolacji przy badaniach metodą VLF znacznie lepiej odpowiada rzeczywistym warunkom pracy. Przeprowadzanie testów z VLF zmniejsza zapotrzebowanie na moc bierną, w porównaniu z testami z częstotliwością znamionową. Źródła VLF są również potencjalnie mniejsze, a przez to bardziej mobilne.

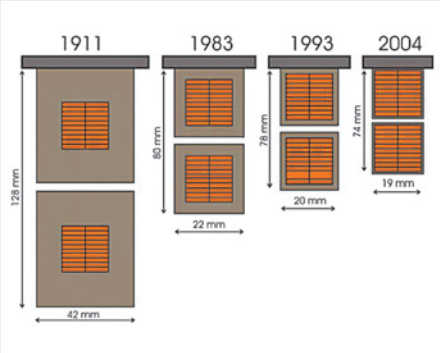
Przedmiotem przedstawionych badań jest możliwość zastosowania diagnostyki wyładowań niezupełnych (PD) stojanów przy częstotliwości badania VLF. W tym celu typowe uszkodzenia izolacji stojana są symulowane numerycznie, aby zbadać zależne od częstotliwości różnice w zachowaniu wyładowań niezupełnych. Wyniki przeprowadzonych symulacji odpowiadały przeprowadzonym pomiarom PD na kompletnym stojanie, jak również na pojedynczych prętach.

Wraz z wzrostem mocy produkowanych hydrogeneratorów kluczowe stało się zapewnienie ich niezawodnej pracy i minimalizacja nieplanowanych przestojów. System izolacji uzwojenia stojana odgrywa w tym zasadniczą rolę, ponieważ musi wytrzymywać obciążenia elektryczne i mechaniczne przez dziesięciolecia eksploatacji. Główny składnik izolacji uzwojenia nie zmienił się w ciągu ostatnich stu lat, nadal składa się z nieorganicznej i odpornej na wyładowania niezupełne bariery mikowej. Zmieniły się materiały wypełniające i nośnikowe (od szelaku po asfalt i żywicę epoksydową) oraz technologia produkcji (od ręcznego nawijania do w pełni automatycznych nawijarek). W szczególności zmieniły się natężenia pola w izolacji stojana, od 1 kV/mm do około 3 kV/mm w przypadku obecnie stosowanych izolacjach z żywic i miki/epoksydowych; wzrost wytrzymałości izolacji w ciągu ostatniego wieku przedstawiono na rysunku 5.

W ostatnim referacie przedstawionym w grupie tematycznej PS2 [A1-213] autorzy również podjęli tematykę izolacji i testów wysokonapięciowych uzwojeń stojana. W referacie przedstawiono historyczny rys opisujący rozwój systemów izolacyjnych na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci. W wyniku rozwoju nastąpiła redukcja grubości ścianki izolacyjnej prętów lub cewek uzwojenia, spowodowana wzrostem wytrzymałości dielektrycznej z 0,75 kV/mm na początku XX wieku do 3,5 kV/mm obecnie. Przedstawia to rysunek 6.



Rys. 5. Natężenie pola w stojanach hydrogeneratorów produkowanych w latach od 1910 do 2020



Rys. 6. Ewolucja materiałów izolacyjnych stosowanych do produkcji generatorów

Następnie w artykule przedstawiono właściwości materiałów izolacyjnych stojana w kontekście różnych elektrycznych i termicznych parametrów izolacji. Wymieniono je poniżej.

- **Temperatura zeszklenia[5] (Tg).**

Tg jest jednym z podstawowych parametrów charakteryzujących polimery, jest to temperatura przejścia z formy zeszklonej na elastyczną.

- **Kompozyt miki z włóknami szklanymi i ich epoksydowo-dielektrycznymi właściwościami.**

Termin dielektryk jest używany do wskazania zdolności materiału do magazynowania energii poprzez jego polaryzację. Idealnym dielektrykiem byłby materiał o zerowej przewodności elektrycznej, wykazujący jedynie prąd przemieszczenia; aby przechowywał i zwracał energię elektryczną, tak jakby był idealnym kondensatorem. W tym kontekście podatność elektryczna dielektryka jest miarą łatwości/trudności, z jaką ten materiał jest spolaryzowany pod wpływem działania pola elektrycznego, które z kolei określa przenikalność materiału ε (określa pojemność zgodnie z jego geometria $C = \varepsilon * A/d$). Podczas zmiany polaryzacji pola elektrycznego występuje chwilowe opóźnienie w przenikalności dielektrycznej materiału, zwykle spowodowane opóźnieniem polaryzacji cząsteczek. Opóźnienie to nazywane jest czasem relaksacji dielektryka[6].

- **Współczynnik strat kompozytu dielektrycznego – współczynnik mocy i odchylenia[7].**

Izolację pręta można przedstawić jako obwód szeregowy lub równoległy rezystancji i pojemności (rys. 7).

[5] ang.: the glass transition temperature

[6] ang.: dielectric relaxation time

[7] ang.: Tip-up

Rys. 7. Równoległy i szeregowy ekwiwalent izolacji pręta stojana

Parametry obwodów można zatem opisać na dwa sposoby, choć liczbowo rezultaty są bardzo zbliżone:

a) współczynnik stratności dielektrycznej lub współczynnik mocy,
b) współczynnik strat dielektrycznych lub tanges delta (uzupełniony przez $\Delta tan\,\delta$).

- **Dielektryczny współczynnik rozpraszania[8] (DDF) – $tan\,\delta$.**

Zgodnie z równoważnym modelem z rysunku 7 można wyróżnić dwa prądy o różnej naturze:

a) $I_c = V/(\omega C_p)$ reprezentuje prąd pojemnościowy wynikający z absorpcji dielektryka i jego przewodności; biorąc pod uwagę, że badanie polega na polaryzacji kompozytu napięciem przemiennym o częstotliwości znamionowej od 0,2 pu do 1,2 pu, proces polaryzacji i depolaryzacji dielektryka (kompozytu) powoduje absorpcję dielektryka, energia zużyta na przesunięcie pasma częstotliwości za każdym razem, gdy zmienia się sygnał napięcia;
b) $I_l = V/R_p$ – biorąc pod uwagę, że kompozyt jest materiałem nieidealnym, wystąpią straty spowodowane jego przewodnością, minimalna część strat spowodowana jest nieidealnością materiału, a druga, dominująca część odpowiada jonizacji pęcherzyków powietrza, które występują w wyniku niedoskonałości procesu produkcyjnego.

W związku z tym proponowane jest wyznaczenie zależności między prądem strat a prądem pojemnościowym, jest to dielektryczny współczynnik rozpraszania (DDF):

$$\frac{I_l}{I_c} = \frac{\frac{V}{R_p}}{\frac{V}{\frac{1}{\omega C_p}}} = \frac{X_p}{R_p} = \tan\delta$$

- **Współczynnik strat dielektrycznych (DLF) lub współczynnik mocy – $cos\theta$.**

Inną miarą aktywności dielektrycznej jest porównanie ilości mocy rozproszonej w kompozycie z całkowitą przyłożoną mocą pozorną:

$$\frac{P}{S} = \frac{\frac{v^2}{R_p}}{V \cdot I} = \frac{Z}{R_p} = \cos\theta = \sin\delta$$

Warto zauważyć, że podczas gdy DDF pozwala porównać wpływ reaktancji pojemnościowej X_p z rezystancją dielektryczną R_p, podczas oceny DLF porównujemy impedancję kompozytu Z z jego rezystancją.

Na koniec można stwierdzić, że w obu metodach porównujemy stan dielektryczny kompozytu z jego zdolnością do izolowania przepływu prądu elektrycznego. Innymi słowy, im lepsza jest zdolność izolacyjna kompozytu, tym bardziej będzie on blokował prąd przewodzenia I_l, co oznacza, że rezystancja R_p wzrośnie do bardzo wysokich wartości, sprowadzając zarówno DLF jak i DDF do zera.

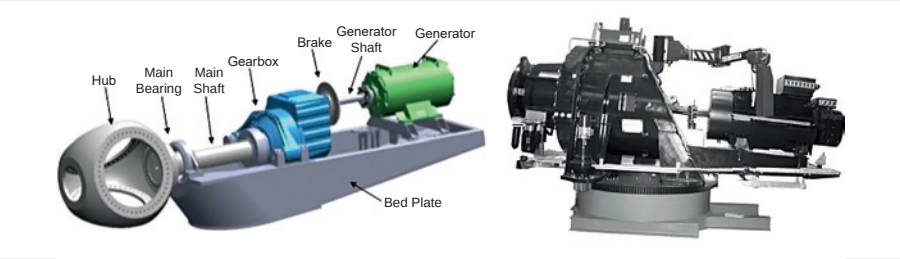
Oprócz tematów związanych z izolacją stojana w ramach PS2 zaprezentowane zostały także inne zagadnienia, w [A1-202] przedstawiono metodologię oceny stanów turbin wiatrowych. Coraz częściej po okresie gwarancyjnym, utrzymaniem i eksploatacją turbin zajmują się właściciele farm wiatrowych, których celem jest optymalizacja kosztów utrzymania i minimalizacja wydatków przeznaczonych na serwisy, przy jednoczesnym maksymalnym wydłużeniu czasu życia turbiny. W referacie przedstawiono techniki algorytmów uczących się ML (Machine Learning) wykorzystanych do oceny stanu turbin wiatrowych w czasie ich eksploatacji.

W referacie opisano najpopularniejsze architektury, typy i komponenty turbin wiatrowych oraz elementy podlegające monitorowaniu. Typową budowę turbiny wiatrowej opartej na generatorze asynchronicznym z podwójnym zasilaniem przedstawiono na rysunku 8. W tego typu rozwiązaniach, ze względu na niską prędkość obrotową turbiny, która zwykle wynosi od 7 do 30 obrotów na minutę, konieczne jest zastosowanie przekładni podwyższającej prędkość obrotową, zainstalowanej pomiędzy turbiną a generatorem.

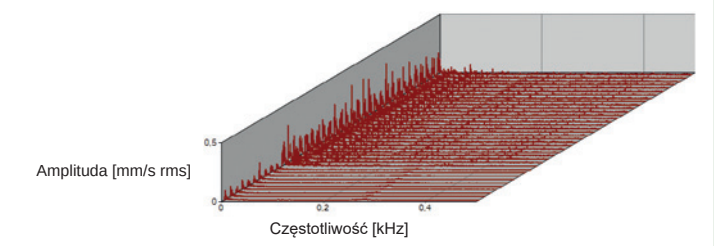
Analizując widmo częstotliwości sygnału wibracji i porównując go z informacjami historycznymi można wykryć określony typ awarii, jego lokalizację i przebieg. Diagnostyka taka jest zwykle przedstawiana na wykresie „wodospadu" (rys. 9), trójwymiarowej reprezentacji widma częstotliwości drgań w czasie.

Następnie w referacie zaproponowano cztery algorytmy ML stosowane do monitorowania stanu turbiny wiatrowej. Algorytmy używają historycznych danych z systemu SCADA do oceny stanu turbiny i jej najefektywniejszego wykorzystania.

W trakcie badań zebrano dane z sześciu miesięcy: od lipca 2018 do stycznia 2019 z dwóch turbin wiatrowych. Przeanalizowano drgania pod kątem ich zachowania na obu turbinach, co wykazało znacząco różne wzorce drgań między nimi. Turbina 1 została niedawno zmodernizowana,



Rys. 8. Schemat i zdjęcie typowej turbiny wiatrowej



Rys. 9. Typowy rozkład wibracji „kształt wodospadu" turbiny wiatrowej

[8] ang.: Dielectric dissipation factor

a turbina 2 pracowała przez długi czas bez modernizacji. Obie turbiny były jednakowo oprzyrządowane z siedmioma akcelerometrami rozmieszczonymi w następujący sposób:

- 1x na tylnym łożysku generatora,
- 1x na przednim łożysku generatora (sprzężonym ze skrzynią biegów),
- 1x na szybkobieżnym wale (HSS),
- 1x na drugiej przekładni planetarnej,
- 1x na pierwszej przekładni planetarnej,
- 2x na łożysku głównym.

Z zebranych danych wywnioskowano, że przy podobnych poziomach mocy czynnej turbina 2 charakteryzuje się znacznie wyższymi wartościami drgań. Przyjmując turbinę 1 jako standard (ponieważ została niedawno zmodernizowana), a turbinę 2 jako wadliwą (długa praca bez modernizacji), możliwe było zdefiniowanie obszarów mierzonych, parametrów świadczących o zużyciu i możliwej awaryjności turbiny, a tym samym przeprowadzenie lepszej diagnostyki tego typu turbin.

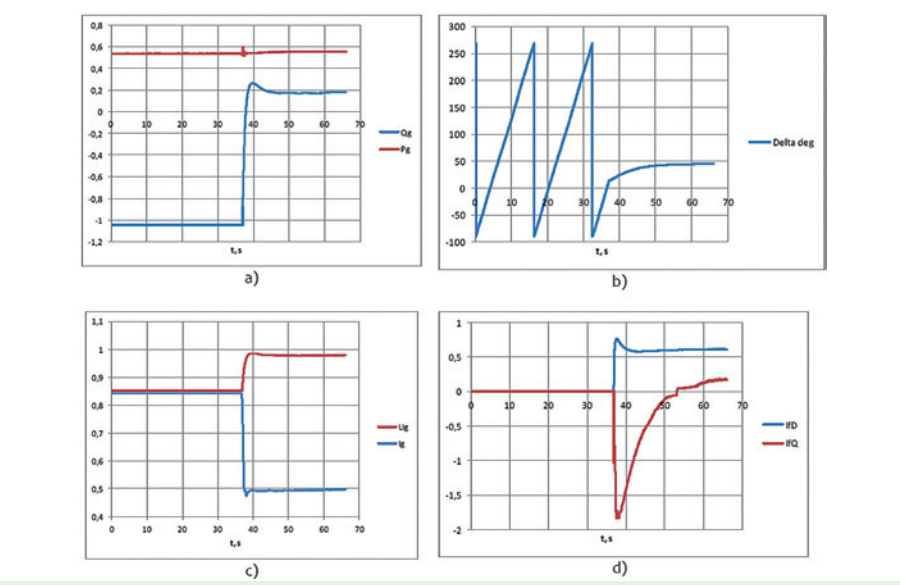
Metoda ta umożliwiła opracowanie wizualizacji stanu turbin. Pozwoliła zidentyfikować obszary działania i zebrać informacje o każdym stanie. Zebrane informacje były pomocne dla specjalistów ds. utrzymania ruchu, aby ustalić priorytety co do dalszej eksploatacji turbiny 2 i innych maszyn o podobnym zachowaniu. Dzięki tym działaniom zwiększono wydajność i jakość utrzymania stanu technicznego turbin na całej farmie wiatrowej.

Tematowi utrzymania dobrego stanu technicznego urządzeń, w tym przypadku hydrogeneratorów w *Elektrowni ITAIPU*, poświęcony był referat [A1-204]. Autorzy zwrócili uwagę na szczególną rolę tej potężnej (drugiej największej na świecie) elektrowni, mającą zasadnicze znaczenie dla bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Elektrownia pokrywa 11,3% zapotrzebowania na energię elektryczną Brazylii i 88,1% Paragwaju. Dzięki, przedstawionym w referacie, procedurom udaje się utrzymać w ostatnich latach operacyjną dostępność elektrowni na poziomie powyżej 97%.

Ciekawą koncepcję generatora z możliwością pracy asynchronicznej przedstawiono w referacie [A1-206]. W systemie elektroenergetycznym Federacji Rosyjskiej od 2003 roku pracuje już kilka takich maszyn. W 2009 r. uruchomiono największy generator tego typu o mocy 320 MW. Generator ten posiada na wirniku dwa uzwojenia: uzwojenie w osi d zwymiarowane na znamionowy strumień wzbudzenia i uzwojenie w osi q zwymiarowane na 7% strumienia znamionowego. Strumień wzbudzenia w osi d służy do regulacji napięcia, natomiast w osi q momentu elektrycznego. Zaprezentowany generator ma chłodzenie powietrzne, dodatkowo został on przystosowany do pracy asynchronicznej umożliwiającej mu pobieranie mocy biernej, w pełnym zakresie wykresu kołowego, ograniczonej jedynie maksymalnym prądem stojana. Aby to umożliwić, uzwojenia czołowe stojana zostały specjalnie wykonane i mocowane, aby umożliwić pracę w warunkach głębokiego niedowzbudzenia. Zainstalowane zostały specjalne elektromagnetyczne ekrany i magnetyczne boczniki rdzenia stojana, dodatkowo na końcach rdzenia stojana zainstalowane zostały czujniki temperatury, tak aby nie dopuścić do przekroczenia jej dopuszczalnych wartości.

Układ sterowania umożliwia pracę generatora w następujących trybach:

1) tryb asynchroniczny (ASG) – normalny tryb pracy z włączonym wzbudzeniem, praca obu uzwojeń wzbudzenia, asynchroniczny tryb sterowania; moc bierna pojemnościowa jest ograniczona przez prąd znamionowy stojana; ogranicznik niedowzbudzenia w regulatorze napięcia jest wyłączony;
2) tryb synchroniczny (SG) – rezerwowy tryb pracy z układem wzbudzenia załączonym, praca obu uzwojeń wzbudzenia, praca w trybie kontroli synchronizmu; wzbudzenie steruje prądem wirnika w osi d; prąd uzwojenia wirnika w osi q jest utrzymywany na stałym poziomie; ogranicznik niedowzbudzenia w regulatorze napięcia jest załączony;
3) tryb synchroniczny (SG_d) – rezerwowy tryb pracy, układ wzbudzenia załączony tylko w osi d, praca w trybie kontroli synchronizmu; tryb ten używany jest tylko w przypadku awarii; uzwojenie wzbudzenia osi q jest zwarte; ogranicznik niedowzbudzenia w regulatorze napięcia jest załączony;
4) tryb asynchroniczny (AG) – normalny tryb pracy bez wzbudzenia ze zwarciem uzwojenia wzbudzenia w osi q i dodatkowym rezystorem przyłączonym do uzwojenia wzbudzenia w osi d; stosowany w przypadku awarii układu wzbudzenia; generator pracuje z zadaną mocą czynną, tak aby prąd stojana nie przekraczał wartości znamionowej.



Rys. 10. Przebiegi przejścia z trybu asynchronicznego AG do pracy synchronicznej ASG

Generator z trybem pracy asynchronicznej 320 MW został przekazany do eksploatacji, umożliwi on pracę z mocą bierną pojemnościową ograniczoną jedynie wartością prądu stojana; generator taki może być szczególnie przydatny do kompensacji dużych mocy biernych w dolinach nocnych w systemie z długimi liniami transmisyjnymi, których nie można wyłączyć.

W referacie [A1-207] zajęto się zjawiskiem rezonansu występującego w dużym pionowym silniku asynchronicznym stanowiącym napęd dla pompy. Zestawy tego typu, bez odpowiedniej weryfikacji analitycznej, często powodują problemy wynikające z pojawiających się drgań rezonansowych. W większości przypadków podstawowa częstotliwość drgań własnych zginania, pionowego zespołu silnikowo-pompowego, jest trudna do określenia. Przypadek, który został przedstawiony w artykule to rezonans pierwszej oscylacji torsyjnej zespołu pompy z silnikiem pionowym. Jest to bardzo nietypowy przypadek. Rezonans ten wystąpił mimo braku źródeł pobudzenia, które mogłyby powodować drgania skrętne w wale silnika lub pompy. W celu określenia pierwotnej przyczyny problemu ODS (Operating Deflection Shape) wykonano pomiary kształtu ugięcia roboczego i kształtu drgań. Stwierdzono, iż pierwotna naturalna częstotliwość zginania struktury pionowej to 10 Hz; nie mogła być ona przyczyną drgań o częstotliwości 25 Hz. Badania modelowe potwierdziły, że podstawową przyczyną problemu jest rezonans skrętny o częstotliwości rezonansowej bliskiej 25 Hz. Nadmierne wibracje spowodowane rezonansem mogą mieć bardzo poważne konsekwencje, prowadzące do trwałego uszkodzenia wału. Aby temu zapobiec zaprojektowano i wdrożono dynamiczną konstrukcję pionowego agregatu pompowego zweryfikowaną za pomocą symulacji.

Problemom związanym z eksploatacją pompowych zespołów silnikowych poświęcony był również referat [208]. Przedstawiał on wdrożony system CBM (Condition Based Monitoring) służący do monitoringu problemów związanych z eksploatacją napędów opartych na silnikach asynchronicznych. Główne problemy autor sklasyfikował w trzech grupach: problemy mechaniczne związane z osiowością i wyważeniem zespołów, problemy elektryczne związane z zasilaniem i jakością energii oraz grupy problemów termicznych związanych z grzaniem się łożysk. Zastosowanie systemu ułatwiło eksploatację oraz przyczyniło się do zmniejszenia awaryjności.

W referacie [A1-210] wrócono do tematyki generatorów synchronicznych dużej mocy, analizowano problem wydłużenia ich żywotności i zapewnienia niezawodnej pracy turbogeneratorów, na przykładzie serii generatorów TGV z bezpośrednim chłodzeniem wodorowym, produkowanej przez zakład *Elektrotiaszmarz*. Generatory tego typu stanowią około 17% wszystkich turbogeneratorów, które działają w elektrowniach cieplnych Federacji Rosyjskiej. Przedmiotem badań były zwłaszcza zwiększone drgania stojanów w turbogeneratorach ze stycznym rdzeniem sprężystym. W referacie przedstawiono wyniki badań teoretycznych właściwości dynamicznych stojanów turbogeneratora. Na podstawie tych wyników zaproponowano ulepszoną technologię zmniejszenia wibracji rdzenia stojana. W artykule pokazano praktyczne zastosowanie wyników badań na rzeczywistym turbogeneratorze 300 MW.

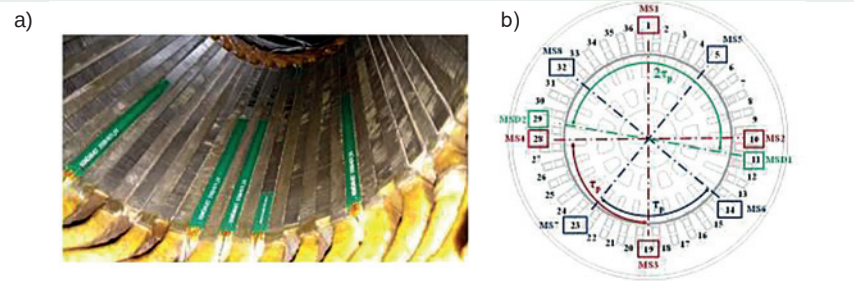
W ostatnim referacie grupy PS2 [A1-211] autor zajął się wykrywaniem awarii zwartych zwojów w wirniku hydrogeneratora. Metoda testowania, zwana testem obniżenia (drop test), jest stosowana z wirnikiem włożonym i wyjętym ze stojana podczas postoju. Trzy fazy uzwojenia stojana są zwarte i połączone z masą. Do zacisków uzwojenia wirnika jest przykładane i mierzone, na każdym biegunie, napięcie przemienne. W przypadku gdy wirnik hydrogeneratora jest prawidłowy, napięcia na wszystkich biegunach są jednakowe. Badania wykazały, że dzięki testowi możliwe jest wykrycie także innych uszkodzeń, jak uszkodzenie klatki tłumiącej, czy też jej pękniętego pręta. Dlatego też przeprowadzono modelowe badanie testu, z wykorzystaniem metody elementów skończonych. Wnioski z badań symulacyjnych przedstawione w artykule mogą posłużyć do lepszej interpretacji i sposobu przeprowadzania tego testu, zwanego testem obniżenia.

PS3. Doświadczenia w eksploatacji oraz rozwój maszyn elektrycznych

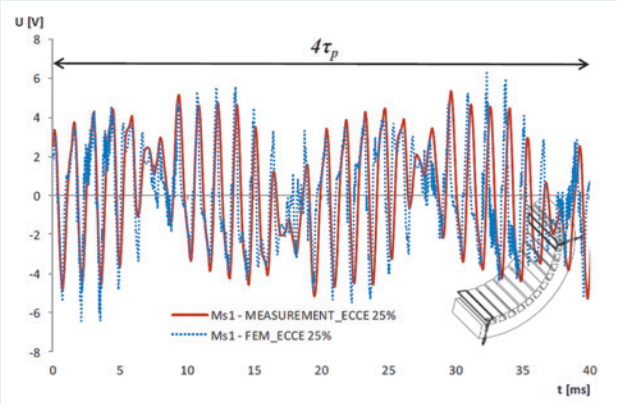
W grupie tematycznej PS3 zaprezentowanych zostało 11 referatów, w kolejności brakuje referatu [A1-307], stąd też numeracja kończy się na referacie [A1-312]. Dominowały referaty prezentujące doświadczenia producentów związane z nowymi proponowanymi rozwiązaniami technicznymi.

W referacie [A1-301] zaprezentowano nowoczesne rozwiązania chłodzenia hydrogeneratorów odwracalnych na przykładzie dwóch generatorów. Autorzy posłużyli się współczynnikiem TDI (Technical Difficulty Index), który zdefiniowany jest jako iloczyn mocy pozornej [MVA] i prędkości obrotowej [rpm]. Gdy indeks ten przekracza 150 000 MVA rpm można mówić, że takie maszyny synchroniczne są na granicy wykonalności, a ich projekt jak i produkcja są technicznym wyzwaniem. W przedstawianym przykładzie zaprezentowano dwie takie maszyny, pierwsza o parametrach 330 MVA 500 rpm z wentylacją promieniowo-promieniową, druga o mocy 300 MVA i prędkości obrotowej 600 rpm z wentylacją osiowo-promieniową. W referacie przedstawiono badania termiczne uzwojenia wirnika; ze względu na duże prędkości obrotowe maszyn pojawiają się nowe wyzwania dla ich systemu chłodzenia. Tradycyjnie systemy chłodzenia liczy się w jednym wymiarze, jednak zaprezentowane w referacie obliczenia w 3D pozwalają zaprojektować system chłodzenia dużo lepiej, eliminując ewentualne problemy z chłodzeniem biegunów wirnika. Przeprowadzone na maszynach rzeczywiste pomiary potwierdziły poprawność symulacji.

W kolejnym referacie [A1-302] autorzy opisali badania silnika indukcyjnego przy zastosowaniu czujników pola zainstalowanych w szczelinie powietrznej. Analiza rozkładu pola pozwala na wykrycie różnego rodzaju usterek, i to na ich wczesnym etapie. W artykule przedstawiono sposób analizy i przetwarzania mierzonych napięć, uzyskiwanych z cewek pomiarowych umieszczonych w szczelinie maszyny. Metoda ta jest szczególnie pomocna do wykrywania statycznej mimośrodowości wirnika.



Rys. 11. a) montaż cewki pomiarowej na zębach stojana maszyny indukcyjnej klatkowej, b) położenie cewek pomiarowych w maszynie indukcyjnej przystosowanej do badań laboratoryjnych



Rys. 12. Porównanie napięcia indukowanego w cewce pomiarowej Ms1 uzyskanego metodą elementów skończonych i pomiary dla przypadku 25% mimośrodu statycznego

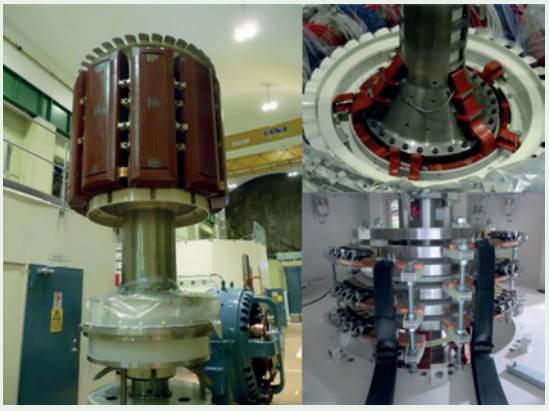
Symulacje przeprowadzono za pomocą obliczeń metodą elementów skończonych (MES), następnie wyniki modelowe zweryfikowano za pomocą pomiarów wykonanych na rzeczywistej maszynie indukcyjnej.

Opracowany model obliczeniowy z wykorzystaniem metody MES został zweryfikowany pomiarami w laboratorium indukcyjnego silnika trakcyjnego. Silnik ten został specjalnie zmodyfikowany tak, aby możliwe były pomiary stanów awaryjnych maszyny, takich jak: złamany jeden pręt wirnika, pękniętych kilka prętów wirnika, pęknięty pierścień końcowy wirnika i różne poziomy mimośrodowości statycznej wirnika. Inne metody stosowane do wykrywania usterek opierają się przede wszystkim na monitorowaniu wielkości, takich jak prąd i wibracje oraz na analizie ich harmonicznych. Prezentowany system pomiarowy opiera się na śledzeniu zmian napięcia indukowanego cewek pomiarowych zainstalowanych na zębach stojana. Usterki mogą być wykrywane i kwalifikowane na podstawie wartości skutecznej ich napięć oraz liczby skoków w przebiegu napięcia. Jeśli cewki te będą zamontowane na wirniku, w podobny sposób możliwe jest również wykrycie uszkodzeń uzwojenia stojana.

Dzięki obliczeniom metodą elementów skończonych (MES) i pomiarom udowodniono, że za pomocą cewek pomiarowych na zębach stojana można wykryć wystąpienie mimośrodowości statycznej już na bardzo wczesnym etapie.

W referacie [A1-303] przedstawiono zjawisko niezrównoważonego przyciągania magnetycznego Unbalanced magnetic pull (UMP), które może prowadzić do zwiększenia strat i drgań, a w ciężkich przypadkach do uszkodzenia maszyny. Przyczyną zjawiska są procesy starzenia się struktury podpór w maszynie. Przedstawiono propozycję korekty pola magnetycznego wytwarzanego przez uzwojenie wirnika. Zrealizowano to podłączając poszczególne bieguny wirnika do osobnych pierścieni i zapewniając odpowiednie sterowanie prądami, w biegunach stosownie do pola mierzonego za pomocą czujek magnetycznych umieszczonych w szczelinie powietrznej maszyny.

Układ wzbudzenia zasilono poprzez 12-pulsowy prostownik diodowy z transformatora zasilanego z 400 V. Łącze DC połączone jest z sześcioma gałęziami, z których każda zawiera dwa tranzystory IGBT. Gałęzie przekształtnika połączono z wirnikiem za pomocą sześciu pierścieni ślizgowych. Pierwsze pięć gałęzi jest podłączonych do pięciu segmentów wirnika, szósta gałąź jest połączona z punktem



Rys. 13. Zmodyfikowany wirnik i pierścienie ślizgowe, zdjęcie po lewej przedstawia zmodyfikowany wirnik przed montażem w maszynie, w dolnej części biegunów wirnika widoczne są miedziane złącza międzybiegunowe, zdjęcie po prawej stronie u góry przedstawia sześć szyn przenoszących prąd wzbudzenia do poszczególnych segmentów, zdjęcie na dole przedstawia sześć pierścieni ślizgowych używanych do dostarczania prądu wzbudzenia do poszczególnych segmentów

gwiazdowym, zapewniając sterowanie prądem zerowym. Sterowanie tranzystorami zapewniał sterownik, który analizował mierzoną gęstość strumienia magnetycznego z czujników i zapewniał chwilową wartość zadaną dla poszczególnych prądów osobno w każdym segmencie przekształtnika.

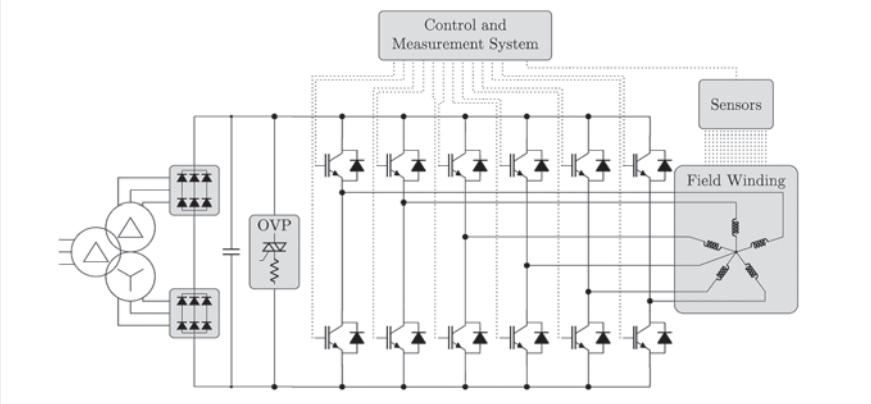
Efekt działania systemu przedstawiony jest na rysunku 15.

Układ wzbudzenia oparty na przekształtniku złożonym z tranzystorów IGBT przedstawiony został także w referacie [A1-311]. Zaletą prezentowanego rozwiązania jest zwiększenie pułapu napięcia układu wzbudzenia poprzez odpowiednie sterowanie przekształtnika wejściowego. Dzięki temu układ wzbudzenia jest odporniejszy na zakłócenia sieciowe, przy zasilaniu układu poprzez transformator wzbudzenia z zacisków generatora, jak ma to miejsce w większości przypadków dla statycznych układów wzbudzenia. Zaprezentowane w referacie rozwiązanie zastosowane zostało do hydrogeneratora 55 MW. Na rysunku 16 przedstawiono porównanie przebiegów odwzbudzania generatora z zastosowaniem proponowanego rozwiązania z wynikami tradycyjnego układu wzbudzenia wykorzystującego przekształtnik tyrystorowy.

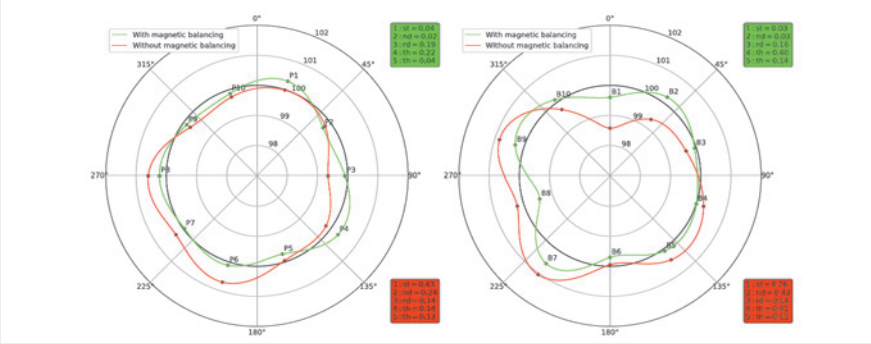
Niestety, przedstawione w artykule wyniki testów proponowanego układu są dość uproszczone, a przyjęte do porównania rozwiązanie konwencjonalne ma wprowadzone ograniczenia w kącie wyzwalania tyrystorów, ograniczające dynamikę takiego układu.

W grupie tematów PS3 w dwóch artykułach ponownie przedstawiona została tematyka kompensatorów synchronicznych. W pierwszym z artykułów [A1-304] operator włoskiego systemu przesyłowego *Terna* zaprezentował swoje podejście do pracy systemu z dużą ilością generacji odnawialnej, opartej na źródłach VSC. Według prognoz rozwój generacji we Włoszech będzie taki, jak pokazano na rysunku 17.

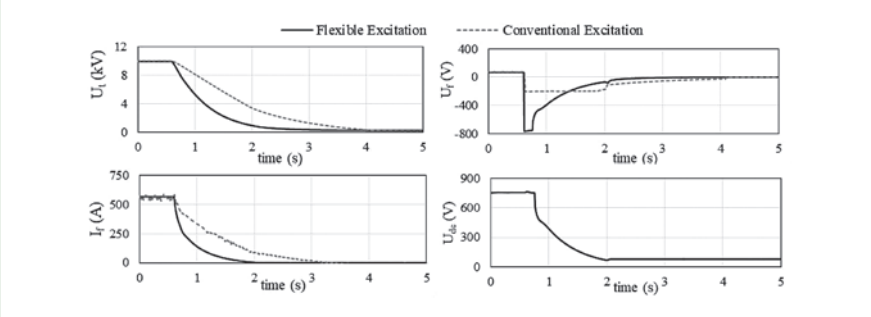
Aby zapewnić wymaganą w systemie inercję, moc zwarciową oraz dostarczyć odpowiednią ilość mocy biernej w stacjach 400 kV instalowane są kompensatory synchroniczne, łącznie 8 takich instalacji.



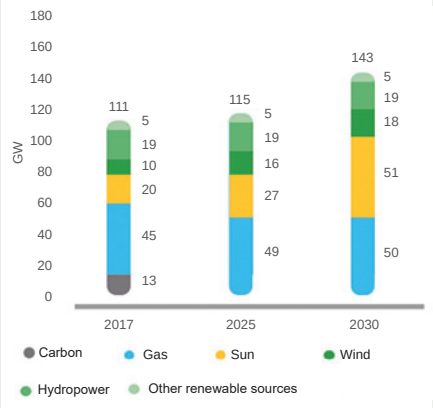
Rys. 14. Schemat układu wzbudzenia oraz połączeń z biegunami wirnika i układem sterowania



Rys. 15. Magnetyczne pole wirnika (po lewej) i stojana (po prawej), czerwona linia przedstawia oszacowane pole magnetyczne wirnika przy wyłączonym układzie kompensacji, zielona linia pokazuje pole z włączonym systemem kompensacji, po lewej: punkty nazwane P1-P10 wskazują położenie dziesięciu biegunów wirnika, po prawej: punkty o nazwie B1-B10 wskazują położenie dziesięciu czujników strumienia przymocowanych do stojana wokół obwodu generatora



Rys. 16. Porównanie rezultatów odwzbudzania generatora z zastosowaniem proponowanego i tradycyjnego rozwiązania



Rys. 17. Prognozowana moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym Włoch

Narzucone przez operatora wymagania skoncentrowały się na maksymalizacji potrzeb operatora w tym zakresie, a mianowicie:

- jednostki 3000 obr/min z chłodzeniem powietrzno-wodnym do instalacji na zewnątrz,
- znamionowa moc bierna +250/-125 MVAr na napięciu znamionowym 19 kV,
- możliwość ciągłego przeciążenia do 290 MVAr przy niskiej temperaturze otoczenia,
- chwilowe przeciążenie do 375 MVAr przez 30 s i 500 MVAr przez 10 s,
- stała inercji H = 7 s, dzięki próżniowemu kołu zamachowemu zainstalowanemu na wale,
- reaktancja przejściowa nienasycona 14%, nasycona 10%.

Przed podjęciem decyzji przeprowadzono analizę również innych rozwiązań, takich jak: kompensatory statyczne mocy biernej SVC i kompensatory STATCOM. Zastosowanie kompensatorów synchronicznych okazało się jednak optymalne z punktu widzenia technicznego oraz ekonomicznego. Bardzo ciekawym rozwiązaniem jest zastosowanie koła zamachowego, które umożliwia uzyskanie bardzo dużego współczynnika inercji. Aby zminimalizować straty koło to umieszczone jest w próżniowej komorze ze specjalną instalacją chłodzącą. Zastosowane rozwiązanie zapewni prawidłową pracę systemu elektroenergetycznego Włoch w sytuacji spadku mocy zwarciowej i inercji.

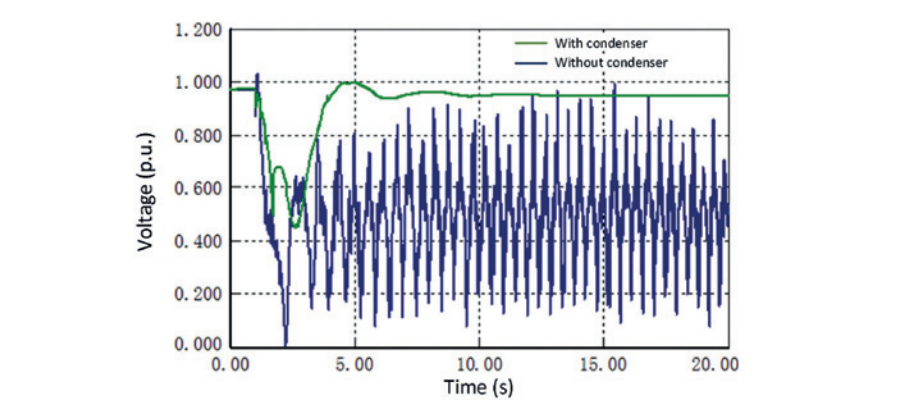
Kompensatory synchroniczne są również powszechnie stosowane w systemie elektroenergetycznym Chin [A1-310] w celu zapewnienia bezpiecznej pracy systemu. Choć ich zastosowanie wynika z nieco innych bezpośrednich przyczyn. W systemie chińskim energia transmitowana jest do wschodnich metropolii z elektrowni położonych w głębi kraju za pomocą linii UHVDC (ultra high voltage direct current). Mała moc zwarciowa w oddalonych od generacji odbiorach jest przyczyną awarii wynikających z błędów komutacji i gwałtownych zmian napięcia z powodu utraty stabilności napięciowej. Aby przeciwdziałać tym zjawiskom zainstalowano 17 kompensatorów synchronicznych o mocy 300 MVAr każdy, w ośmiu stacjach UHVDC. W większości są to instalacje złożone z dwóch kompensatorów, których rozruch zapewniony jest poprzez pojedynczy wspólny układ rozruchu częstotliwościowego SFC (Static Frequency Converter).

Rys. 18. Instalacja koła zamachowego w stacjach *Genova* (z lewej strony) i *Matera* (z prawej)

W referacie zaprezentowano problem na przykładzie sieci elektroenergetycznej zachodnich Chin. System elektroenergetyczny prowincji Sinciang opiera się na sieci 750 kV AC, jednocześnie 28 GW mocy dostarczanych jest liniami UHVDC o długości ponad 1000 km. Z powodu braku tradycyjnych generatorów, napięcie w zachodnim Qinghai może się załamać pod wpływem usterek AC/DC w pobliżu połączenia. Ograniczy to zdolności przesyłowe linii UHVDC. W 2019 roku zainstalowano dwa kompensatory synchroniczne, które poprawiły lokalną stabilność napięciową systemu. Wyniki badań z załączonymi i wyłączonymi kompensatorami pokazano na rysunku 19.

Zupełnie inne problemy przedstawiono w referacie [A1-305], którego autorzy odnoszą się do typów pracy napędów określonych przez normę IEC 60034-1. W referacie udowodniono celowość stosowania napędów z użyciem przekształtników, dzięki którym osiąga się duże oszczędności energii, a jednocześnie zapewniają one wygodną regulację prędkości obrotowej. Wyniki analiz potwierdzono na przykładzie optymalizacji zastosowanej w konwencjonalnej elektrowni *REK* w Macedonii.

Kolejny referat [A1-306] również odnosił się do norm; autorzy poddali gruntownej krytyce normę IEEE 1310-2012 opisującą rekomendację do testowania termicznego uzwojeń stojana hydrogeneratora. W referacie porównano wyniki testów prętów stojana przeprowadzonych zgodnie z wymienioną normą z testami rzeczywistych prętów, jakie zainstalowane były w hydrogeneratorze przez wiele lat, odbywając około 10 000 rozruchów generatora. Autorzy stwierdzili, że przy współczesnych

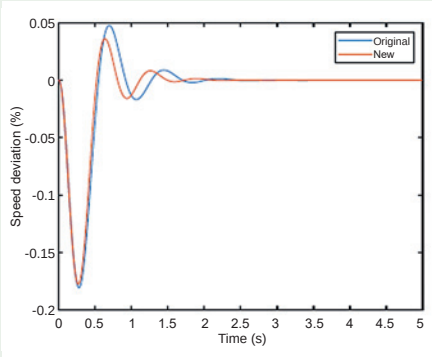


Rys. 19. Analiza uszkodzenia układu UHVDC z kompensatorami oraz bez kompensatorów w stacji *Qinghai*

systemach izolacji częste starty maszyny, wraz z wiążącymi się z nimi udarami mechanicznymi i termicznymi, nie są tak istotnym problemem jak się powszechnie uważa.

Problemem poprawy niezawodności uzwojenia stojana w generatorach najwyższych mocy, powyżej 1000 MVA, poświęcony był referat [A1-308]. Generatory tej klasy, ostatnio są instalowane między innymi w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, ze względu na wysoką sprawność oraz najmniejsze emisje. Mogą być one jednak dużym problemem dla operatora systemu w wypadku ich awarii, nie wspominając o stratach wynikłych z niewypracowanej produkcji energii elektrycznej. Stąd też zapewnienie ich dużej niezawodności jest bez wątpienia najważniejszym zadaniem producentów. Aby to zapewnić, autorzy przedstawili rozwiązania ograniczające amplitudę drgań czół uzwojeń stojana, powstających na skutek sił elektromagnetycznych. Przedstawiono też usprawnienia podnoszące niezawodność w instalacjach pomocniczych stojana. Wszystkie te rozwiązania wpłyną na poprawę niezawodności generatorów synchronicznych najwyższych mocy.

W referacie [A1-309] przedstawiono wpływ reaktancji podprzejściowej w osi poprzecznej generatora na oscylacje wirnika, występujące przy skokowej zmianie parametrów pracy hydrogeneratora. Inspiracją autorów było zagadnienie utrzymania parametrów modelowych hydrogeneratora po jego gruntownej modernizacji. Okazało się, że parametrem bardzo trudnym do utrzymania była właśnie ta reaktancja, oznaczana powszechnie symbolem x_q''. Autorzy przeprowadzili gruntowną analizę tłumienia hydrogeneratora z dotychczasową 43% i nową 22% wartością reaktancji x_q''. W referacie wykazano, że stosując prawidłowo nastrojony stabilizator systemowy typu PSS2A uzyskano dużo lepsze tłumienie niż w przypadku dotychczasowej wartości x_q'' bez stabilizatora, co pokazano na rysunku 20.



Rys. 20. Porównanie odpowiedzi czasowej dotychczasowego generatora i generatora o nowych parametrach z układem wybudzenia wyposażonym w PSS

W ostatnim referacie grupy tematycznej PS3 [A1-312] przedstawiono przypadek dużej awaryjności związanej z niewłaściwym długim przechowywaniem generatorów przed ich przekazaniem do eksploatacji. W przypadku jednostek opisywanej elektrowni generatory składowane były przez okres czterech lat. Po uruchomieniu nastąpiło uszkodzenie izolacji stojana, podobna sytuacja miała miejsce w wypadku kolejnego bloku. Przed uruchomieniem jednostki na bloku 3 właściciel przeprowadził gruntowny przegląd i testy, które pozwalały uniknąć awarii.

Podsumowanie

Przywołane powyżej referaty zostały opisane w stopniu szczegółowości zależnej od subiektywnej oceny autora artykułu. Ponieważ w ramach komitetu A1 zaprezentowano jedynie 26 referatów, w niniejszym artykule odniesiono się do wszystkich z nich. Szczególnie interesujące referaty starano się przedstawić dokładniej; pełne teksty referatów dostępne są na stronach CIGRE. We wszystkich trzech grupach tematycznych wyraźnie zauważyć można było zmianę podejścia do produkcji energii elektrycznej, przejawiającej się w odejściu od tradycyjnych technologii, szczególnie opartych na węglu. Ponieważ zasadniczym tematem grupy są generatory synchroniczne, artykuły odnoszące się do nich zwykle koncentrowały się na hydrogeneratorach, opisy nowych rozwiązań technicznych przedstawiano w zdecydowanej większości, właśnie na przykładzie hydrogeneratorów. Odniesienia do bloków węglowych znalazły się jedynie w referatach autorów z Indii, Rosji czy Macedonii. Najpopularniejszą prezentowaną tematyką była tematyka związana z kompensatorami synchronicznymi, które obecnie są optymalnym pod względem technicznym i ekonomicznym rozwiązaniem umożliwiającym rozwój energetyki odnawialnej, przyłączanej do systemu za pomocą przekształtników VSC. Co ciekawe, referaty omawiające kompensatory synchroniczne znalazły się we wszystkich trzech preferowanych grupach tematycznych komitetu A1.

Inną popularną tematyką były zagadnienia związane z izolacją uzwojenia stojana. Jest to krytyczny element decydujący o niezawodnej pracy jednostki wytwórczej; w wielu referatach prezentowano doświadczenia eksploatacyjne i rozwiązania pozwalające utrzymać izolację stojana w dobrej kondycji.

Referaty przedstawione w ramach Komitetu A1 są ciekawą propozycją, pozwalają zapoznać się z najnowszymi światowymi rozwiązaniami i trendami w dziedzinie maszyn elektrycznych.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A1

[1] A1-101. D. Vaughan, *Is reliance on synchronous machines holding back the evolution of the power grid to facilitate renewables?*

[2] A1-102. H. Biellmann*, M. Buquet, P. Chay, A. Schwery, V. Costan, J.L. Drommi, G. Prime, *The benefits of implementing Synchronous Compensators in grids with high penetration of Renewables.*

[3] A1-201. H. Zhu, Y. Meng, *Experimental Study of Vibration Sparking Erosion on Stator Bars.*

[4] A1-202. F.L. Freitas, G.L. Mourao, M.H. Nishioka, *Supervised and Unsupervised Machine Learning Techniques Applied to SCADA and Vibration Data for Diagnostics and Prognostics of Two Wind Turbines' Drivetrains.*

[5] A1-203. P.R.M. de Vilhena, F. de S. Brasil, *Evaluation of the Behavior of Partial Discharges in Generator Heating and Operating Range Tests.*

[6] A1-204. Marco A. S. Mauro, Cleber S. Pimenta, Raul A. Garcete M.1, J. Johnny Rocha E., *The evolution of the maintenance processes increases the operational availability and contribute to the operational efficiency of Itaipu Power Plant.*

[7] A1-205. E. Eberg*1, G. Berg1, S. Hvidsten1, E. Kantar1, L. Lone, *The evolution of the maintenance processes increases the operational availability and contribute to the operational efficiency of Itaipu Power Plant.* C

[8] A1-206. Yu. Sharov1, A. MIkhailov2, A. Surkov2, D. Zhukov3, M. Roytgarts3, Yu. Shakaryan4, P. Sokur4, P. Tuzov, *Features of the design and operating modes of the asynchronized turbogeneratorT-3FSU-320.*

[9] A1-207. K.Y. Kim*, J.Y. Lee., *A Study on the Resonance Problems and Anti-Vibration Design of Large Vertical Motor-Pump set.*

[10] A1-208. Chaiyanat Suphattana, *Motor maintenance management for power plant operation reliability with work optimization by online condition based monitoring.*

[11] A1-209. Sanjay K. Prasad, Chhaya R. Bhonslay, *PD Measurement Of Rotating Machine For Condition Monitoring.*

[12] A1-210. D.V. Kuznetsov1, F.A. Poliakov1, G.K. Mogilev1, A.V. Strokous2, Y.D. Vinitskiy, *Optimization of turbogenerator's core suspension system reconstruction methods for life time extension in the power plant conditions.*

[13] A1-211. K. Zappellini, M. Fratila, JP. Ducreux, *A study of the drop test to detect damper faults and sensitivity analysis in order to identify the parameters that have an impact on the test results.*

[14] A1-212. T. Brügger, U. Ranninger, F. Öttl, M. Krüger, *Potential of VLF PD measurements for diagnosis of stator insulation of large hydro generators.*

[15] A1-213. J. Johnny Rocha E.1*, Marco A. S. Mauro2, Edson C. Bortoni3, Gilberto Gusmão, *Evaluation of high voltage isolation systems electrodynamic meaning of typically specified tests.*

[16] A1-301. B. Diebel, A. Walter-Krause, M. Adam, T. Hildinger, R. Jesterzuerker, *Modern Approaches for the Thermal Design of High Rotational Speed, Air-Cooled Hydro Motor-Generators.*

[17] A1-302. S. Tvorić, M. Petrinić, A. Elez, M. Brčić, *Static eccentricity fault detection method for electrical rotating machines based on the magnetic field analysis in the air gap by measuring coils.*

[18] A1-303. F. Evestedt1, J.J. Pérez-Loya, C.J.D. Abrahamsson, U. Lundin, Ma*gnetic Balancing System for Synchronous Machines – A Full Scale Demonstration of Unbalanced Pull Mitigation.*

[19] A1-304. L. Buono, G. Gemelli, F. Palone, F.M. Pepe, A. Valant, A. Oldrati, M. Raciti, M. Schenone, *Magnetic Technical challenges and solutions for the new Terna's standardized synchronous condensers/ flywheel systems.*

[20] A1-305. S. Mircevski, D. Vidanovski, M. Digalovski, G. Rafajlovski, *How To Choose Electric Drive According IEC 60034-1.*

[21] A1-306. T. Hildinger, M. Jacob, F. Pereira, J. F. Cordeiro, T.E. Lamas, C.G. Santos, T.K. Aoki, E.J. Faria, *Considerations on IEEE 1310-2012, Numbers of Starts-Stops and Life Time of Stator Windings in Hydro-Generators.*

[22] A1-308. S. Muramatsu*, K. Takahashi, D. Ito, C. Fan, H. Murayama, *Reliable Stator Coil End Design for Large Turbine Generator.*

[23] A1-309. L. Rouco, F. Perán, *Impact of the q-axis sub-transient reactance on the rotor oscillations of a hydrogenerator.*

[24] A1-310. Y. Jin, J. Zhang, F. He, J. He, *The Design and Application of New Fast-response, Large-scaled Rotary Condensers in UHV Power Grid.*

[25] A1-311. J. Zhang, K. Wu, L. Wu, C. Mao, H. Xiong, B. Lou, Design, *Implementation and Field Application of a New Generation Flexible Excitation System for High-Power Synchronous Generators.*

[26] A1-312. H. Gupta, H. Senghani, D.K. Chaturvedi, *Failures of large turbo-generators on prolonged site storage – case studies of indian power utility.*

CIGRE